

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В ИСТОЩЕННЫХ ПЛАСТАХ

РАСУЛОВ С. Р.<sup>1</sup>, МАМЕДОВ А. С.<sup>1</sup>, ЗЕЙНАЛОВ Н. Э.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности  
(Азербайджан, г. Баку, пр. Азадлыг, 34)

**Цель работы.** Разработка и исследование основных показателей специального, содержащего микропузырьки, бурового раствора для борьбы с поглощениями при бурении в истощенных пластах с аномально низким пластовым давлением.

**Методика проведения исследований.** Приготовление растворов осуществлено по РД 39-00147001-773-2004 «Методика контроля параметров буровых растворов».

**Результаты.** Проведенные исследования показывают, что плотность разработанного нового типа бурового раствора регулируется в широком диапазоне и обладает высоким ингибирующим свойством.

**Анализ и обсуждение.** Показано, что для извлечения оставшихся в пласте более 60 % общего запаса нефти необходимо бурить новые скважины. Поскольку на старых площадях нефтяные пласты истощены, при бурении скважин происходит поглощение раствора, иногда полное. Для бурения скважин в таких пластах впервые в республике на базе местного сырья разработан буровой раствор, содержащий микропузырьки, позволяющие снизить плотность раствора до 700 кг/м<sup>3</sup>.

**Область применения результатов.** Разработанный буровой раствор можно применять при бурении пластов, имеющих крупные трещины, большие каверны, высокую проницаемость. Раствор обладает высокой удерживающей способностью и транспортными свойствами. Эти показатели крайне эффективны при бурении горизонтальных скважин. Следует отметить, что производственная деятельность предприятия нефтяной промышленности неизбежно связана с техногенным воздействием технологических процессов добычи на объекты природной среды. Поэтому вопросы охраны окружающей среды для отрасли имеют важное значение. Буровой раствор для борьбы с поглощениями при бурении истощенных пластов, содержащий микропузырьки, является экологически чистым.

**Выводы.** Разработана рецептура бурового раствора, содержащего микропузырьки, для использования при бурении скважин истощенных пластов, склонных к поглощению.

**Ключевые слова:** буровой раствор; микропузырьки; поглощение; скважина; истощенный пласт; аномальное пластовое давление.

**Цель работы.** Разработка и исследование основных показателей специально-го, содержащего микропузырьки, бурового раствора для борьбы с поглощениями при бурении в истощенных, с низким давлением пластах является основной целью рассматриваемой работы.

Многие нефтяные месторождения ПО «Азнефть», в том числе пласты Апшеронского полуострова, истощены и находятся на поздней стадии разработки. Хотя из этих месторождений на сегодня извлечено более 1 млрд т нефти, это составляет всего 40 % от общего запаса. Остальные 60 % нефти остаются в недрах [1].

Для извлечения нефти из истощенных пластов, присущих многим месторождениям на поздней стадии разработки, более доступным и эффективным является бурение добывающих скважин. Однако нередко это оказывается нерентабельным. Основной причиной является то, что забойное давление значительно превосходит пластовое давление, поэтому бурение сопровождается частичными, а иногда и полными поглощениями. Поглощение бурового раствора, как правило,

всегда требует высоких затрат на его устранение. Кроме того, загрязняются продуктивные коллекторы. Нередко коллекторы загрязняются настолько, что восстановить их начальные показатели не представляется возможным [2, 8, 9].

Другими причинами поглощения бурового раствора могут быть крупные трещины в пласте, большие каверны, высокая проницаемость и т. д. Поглощение бурового раствора вызывает разные виды осложнений, таких как обваливание ствола скважины, прихват бурильного инструмента, заколонное нефтегазопроявление [4, 12]. Затраты на устранение каждой из этих проблем чрезвычайно высоки. Другой, более сложной проблемой является нарушение экологического равновесия в районах бурения.

Следует отметить, что производственная деятельность предприятия нефтяной промышленности неизбежно связана с техногенным воздействием технологических процессов добычи на объекты природной среды, поэтому вопросы охраны окружающей среды имеют для отрасли важное значение. Немалую роль в негативном влиянии на природную среду играют процессы строительства скважин, особенно в истощенных зонах, присущих многим месторождениям на поздней стадии разработки. Отличительной особенностью такого воздействия процессов бурения является высокая интенсивность и кратковременность формирования значительных техногенных нагрузок на объекты гидро-, лито- и биосферы, которые нередко превышают пороговые нагрузки, вызывая не только нарушение экологического равновесия в районах бурения, но и деградацию отдельных компонентов природной среды. В процессе бурения на Апшеронском полуострове были случаи, когда поглощенный буровой раствор просачивался на соседние эксплуатируемые скважины с тяжелыми последствиями.

Опыт бурения скважин на таких площадях показывает, что основной причиной поглощений и дифференциальных прихватов является чрезмерно избыточное забойное давление, создаваемое буровым раствором.

**Методика проведения исследований.** На практике для бурения скважин в истощенных пластах с низким пластовым давлением используются азрированные буровые растворы [3, 4, 5, 12]. Однако при этом возникает ряд трудностей. Так, оборудование, необходимое для работы с азрированными буровыми растворами бурения в несбалансированных условиях, т. е. когда забойное давление ниже пластового, часто оказывается неприемлемо дорогим. Кроме того, этот способ бурения может не обеспечить гидростатическое давление, необходимое для надежной стабилизации формаций с нормальным поровым давлением выше коллектора [4, 10, 11].

В процессе бурения более доступным и легко осуществимым способом предотвращения поглощения бурового раствора является введение в буровой раствор различных наполнителей, таких как опилки, резиновая крошка, волокнистые материалы и т. д. Однако все это эффективно для ликвидации поглощений в отдельных интервалах. В таких случаях буровые растворы становятся непригодными для массового бурения, т. е. параметры раствора сильно отличаются от пригодных для бурения скважин. При этом ухудшается работа забойных двигателей из-за забивания фильтров, становится практически невозможной работа телеметрической системы, система очистки бурового раствора полностью отключается. Кроме того, кольматационный экран формируется в основном не внутри пласта, а на стенке скважины, поэтому он неустойчив к механическим воздействиям. При проработке пробуренных интервалов происходит разрушение кольматационного экрана, и поглощение возобновляется.

Как отмечено ранее, лучшим способом бурения скважин в истощенных поглощающих зонах является применение бурового раствора, содержащего микропузырьки [4, 6]. Обычно буровой раствор такого типа получают введением в цирку-

лирующий раствор поверхностно активных веществ (ПАВ). Для повышения эффективности бурового раствора, т. е. с целью улучшения структурно-реологических, фильтрационных и др. показателей раствора, авторами разработан новый вид бурового раствора, содержащий продукт, синтезированный из отходов, образующихся при производстве нафтеновых кислот.

Так, при производстве нафтеновых кислот образуется густая, но текущая и кислая водонерастворимая масса. После сульфирования этой массы она становится водорастворимой. Концентрация водного раствора должна быть не более 30 %.

В первых сериях опытов изучалась разжижающая способность нового, содержащего микропузырьки бурового раствора, условно названного МПО (микропузырьки образующий раствор).

Следует отметить, что реагент из кубовых остатков нафтеновых кислот в буровом растворе в некоторой степени образует микропузырьки и положительно влияет на основные показатели раствора. Для повышения основных показателей бурового раствора, особенно в солевых средах, авторами была использована комбинация сульфированного остатка нафтеновых кислот SONK (сульфированный остаток нафтеновых кислот) с модифицированным феррохромлигносульфатным полимером (MLSP-R) в соотношениях 25 : 75; 50 : 50; 75 : 25 соответственно. Методика приготовления растворов и проведения исследований соответствует РД 39–00147001–773–2004 «Методика контроля параметров буровых растворов». В данной работе излагается влияние комбинации реагентов с соотношением 75 % SONK и 25 % MLSP-R. Концентрации водных растворов реагентов были одинаковыми – 28 %.

**Результаты.** В первых сериях опыты проводились с нестабилизированной суспензией, приготовленной из бентонитовой глины (табл. 1). В опытах изучались влияние реагента – сульфированного отхода нафтеновых кислот, реагента MLSP-R и комбинации реагентов – сульфированного отхода нафтеновой кислоты и MLSP-R при соотношении 75 : 25 соответственно. Опыты показали, что сульфированный отход в чистом виде оказывает существенное влияние на основные показатели раствора.

Так, если исходный раствор из бентонитовой глины с плотностью  $\rho = 1060 \text{ кг/м}^3$  имеет показатели  $\tau_0 = 144 \text{ дПа}$  и статическое напряжение сдвига  $\text{CHC}_{1/10} = 156/171 \text{ дПа}$ , то после введения 2 %-го сухого SONK от объема раствора эти показатели существенно уменьшились и составили  $\tau_0 = 7 \text{ дПа}$ ,  $\text{CHC}_{1/10} = 64/104 \text{ дПа}$ . Повышение содержания реагента в растворе еще больше уменьшило эти показатели. Добавка сульфированного остатка нафтеновых кислот положительно влияет и на фильтрацию раствора (табл. 1).

С целью формирования микропузырьков в раствор добавили 0,1 % от объема раствора ПАВ неионогенного типа. После введения ПАВ раствор перемешивали с высокой скоростью в течение 5 мин. Результаты приведены в табл. 1 (раствор № 6). Как видно, плотность раствора снижается с  $1060 \text{ кг/м}^3$  до  $898 \text{ кг/м}^3$ . При этом другие показатели, в частности  $\tau_0$  и  $\text{CHC}_{1/10}$ , заметно повышаются, что работает против поглощения раствора.

В опытах изучалась также разжижающая способность нового реагента. Раствор взят непосредственно из бурящейся скважины. Результаты исследований приведены в табл. 2.

Разжижающий эффект реагента, состоящего из комбинации сульфированного остатка нафтеновых кислот и MLSP-R в соотношении 75 : 25 изучался путем прибавления 5 %-го водного раствора в количестве 3, 5, 10 % от объема исходного раствора. Опыты показали, что новый реагент МПО обладает хорошим разжижающим свойством. Так, после добавки в исходный раствор, имеющий показатели

**Таблица 1. Влияние комбинации реагентов SONK и MLSP-R на показатели нестабилизированной глинистой суспензии**  
**Table 1. The influence of SONK and MLSP-R reagent combination in the indices of unstabilized clay suspension**

Номер	Состав раствора				Параметры растворов						К, мм		
	Бентонит	МПО		ПАВ	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	УВ <sub>100/200</sub> , с	$\phi$ , см <sup>3</sup>	$\eta$ , м · Па · с	$\tau_{0.1}$ , дПа	СНС, дПа		рН	
		SONK	MLSP-R							1 мин			10 мин
1	9	–	–	–	1060	25,0	13,0	7	134	156	171	9,0	2,5
2	9	2,00	–	–	1060	21,0	10,0	18	7	64	104	9,1	1,2
3	9	3,00	–	–	1060	21,2	10,5	16	3	28	58	9,2	1,2
4	9	1,50	0,50	–	1060	11,0	10,5	17	18	6	33	9,1	1,2
5	9	2,25	0,75	–	1035	6,8	10,0	12	27	1,5	26	9,2	1,1
6	9	2,25	0,75	0,1	848	20,0	10,0	15	30	30	70	9,1	1,0

**Таблица 2. Влияние реагента МПО на разжижающую эффективность стабилизированного бурового раствора**  
**Table 2. The influence of MPO reagent on the diluting effectiveness of stabilized drilling fluid**

Номер	Состав раствора				Параметры растворов						К, мм		
	Раствор из буровой	5 %-й разжижитель		ПАВ	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	УВ <sub>100/200</sub> , с	$\phi$ , см <sup>3</sup>	$\eta$ , м · Па · с	$\tau_{0.1}$ , дПа	СНС, дПа		рН	
		МПО	ФХЛС							1 мин			10 мин
1	Раствор из буровой	–	–	–	1415	13,8	12,0	14	117	82	122	9,1	2,5
2	То же	3	–	–	1410	11,2	11,0	15	78	37	61	9,1	2,0
3	То же	5	–	–	1405	9,8	10,0	21	30	34	67	9,1	2,0
4	То же	10	–	–	1368	3,2	10,5	21	15	8	24	9,2	2,0
5	То же	5	–	0,10	1264	12,0	–	14	96	52	83	9,1	2,0
6	То же	5	–	0,15	1123	20,0	–	18	130	75	103	9,1	1,5
7	То же	5	5	–	1380	7,2	12,0	21	3	28	58	9,2	2,5

УВ – условная вязкость;  $\phi$  – фильтрация бурового раствора за 30 мин;  $\eta$  – пластическая вязкость раствора; К – толщина глинистой корки; ФХЛС – феррохромлитносульфат.

$\rho = 1415 \text{ кг/м}^3$ ;  $УВ_{100/200} = 13,8 \text{ с}$ ;  $\phi \cong 13,8 \text{ см}^3$ ;  $\eta \cong 14 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ ;  $\tau_0 = 117 \text{ дПа}$ ;  $СНС_{1/10} = 82/122 \text{ дПа}$ , 3 % по объему раствора из 5 %-го реагента МПО показатели раствора, особенно  $\tau_0$  и  $СНС_{1/10}$ , заметно снизились и составили соответственно 78 и 37/61 дПа. С увеличением содержания разжижителя в растворе эти показатели снизились еще больше. Характерно, что даже при 10 % разжижителя в растворе фильтрация, как правило, не только не увеличивается, а напротив, уменьшается (табл. 2, раствор № 4).

Изучалось также влияние ПАВ на параметры бурового раствора. Показано, что добавка 0,1 % по объему ПАВ снижает плотность исходного раствора с 1415 до 1264  $\text{кг/м}^3$ . Другие параметры раствора, в частности  $\tau_0$  и  $СНС_{1/10}$ , существенно увеличились. Это наглядно показывает, что добавка ПАВ в раствор увеличивает сопротивляемость раствора поглощению. Так, после добавки в исходный раствор (табл. 2, раствор № 3), имеющий  $\tau_0 = 30 \text{ дПа}$ ,  $СНС_{1/10} = 34/67$ , 0,1 % по объему ПАВ эти показатели повысились и составили  $\tau_0 = 46 \text{ дПа}$ ,  $СНС_{1/10} = 52/82 \text{ дПа}$ .

С увеличением содержания ПАВ до 0,15 % по объему указанные показатели еще больше увеличились и составили  $\tau_0 = 130 \text{ дПа}$ ,  $СНС_{1/10} = 75/103 \text{ дПа}$ . При этом плотность раствора (раствор № 3) уменьшилась с 1405 до 1123  $\text{кг/м}^3$ . Увеличился также показатель условной вязкости. Обработка раствора традиционным известным реагентом ФХЛС существенно снижает показатели раствора  $УВ$ ,  $\tau_0$ ,  $СНС_{1/10}$ .

Следует отметить, что уменьшение параметров бурового раствора химическими реагентами допустимо, если эти растворы применяются в нормальных условиях. Однако использование таких растворов на истощенных месторождениях, имеющих аномально низкие пластовые давления, неэффективно, так как создаются реальные условия для поглощения раствора в истощенные, высокопроницаемые и трещиноватые пласты.

**Анализ и обсуждение.** Показано, что для извлечения оставшихся в пласте более 60 % от общего запаса нефти необходимо бурить новые скважины. Поскольку на старых площадях нефтяные пласты истощены, при бурении скважин происходит поглощение раствора, иногда полное. Для бурения скважин в такие пласты впервые в республике, на базе местного сырья разработан буровой раствор, содержащий микропузырьки, позволяющие снизить плотность раствора до 700  $\text{кг/м}^3$ .

Применение нового реагента, созданного на основе сульфированного остатка нафтеновых кислот и модифицированного феррохромлигносульфатного полимера, активизированного поверхностно-активным веществом, обладает высоким синергетическим эффектом и является эффективной разработкой для бурения скважин в истощенных, с низким давлением пластах.

**Область применения результатов.** Разработанный буровой раствор можно применять при бурении пластов, имеющих крупные трещины, большие каверны, высокую проницаемость. Раствор обладает высокой способностью удерживать частицы выбуренных пород, а также транспортными свойствами. Эти показатели крайне эффективны при бурении горизонтальных скважин.

Следует отметить, что производственная деятельность предприятий нефтяной промышленности неизбежно связана с техногенным воздействием технологических процессов бурения на объекты природной среды. Поэтому вопросы охраны окружающей среды имеют для отрасли важное значение. Разработанный буровой раствор, содержащий микропузырьки, эффективно борется с поглощениями при бурении истощенных пластов и является экологически чистым.

**Выводы.** В последние годы ПО «Азнефть» увеличило число месторождений, вступающих в позднюю стадию разработки и имеющих низкое и аномально низкое пластовое давление, обусловленное причинами технологического характера. В таких условиях при вскрытии продуктивного пласта особое внимание необхо-

димо уделять процессам, связанным с проникновением фильтрата и, возможно, бурового раствора в пласт, особенно при бурении горизонтальных скважин.

Разработана рецептура бурового раствора, содержащего микропузырьки, для использования при бурении скважин истощенных пластов, склонных к поглощению. Плотность бурового раствора регулируется в широком диапазоне и характеризуется высокой удерживающей и транспортирующей способностью.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Юсифзаде Х. Б. Современное состояние нефтяной и газовой промышленности Азербайджана и их дальнейшие перспективы // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 2016. № 1. С. 3–9.
2. Исмаилов Ш. И., Исмаилов Ф. А. Разработка диагностической и комплексной характеристики поглощений на месторождении Балаханы // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 2000. № 3. С. 19–23.
3. Турицына М. В., Ковалев А. В., Морозов В. А., Телеев Г. Ю., Чернобровин Е. В., Щербак А. А. Газожидкостные промывочные смеси для первичного вскрытия пластов в условиях аномально низких пластовых давлений // Нефтяное хозяйство. 2012. № 9. С. 58–59.
4. Уайт К. К., Честер А. П., Айвек К. Д., Тальберг Л. Ф. Буровой раствор на основе афронов: Новый метод разбуривания истощенных пластов // Нефтегазовые технологии. 2004. № 3. С. 19–23.
5. Гильмутдинов Б. Р., Антипин Ю. В., Шакрисламов А. Г. Применение вспененных ингибирующих композиций при борьбе с осложнениями в скважинах Арланского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2009. № 1. С. 66–68.
6. Sebba T. P. Foats and biliquid foams-aphrons. John Niley sons ltd., 1987.
7. Расулов С. Р., Мамедов А. С., Татлыев Х. С., Зейналов Н. Э. Предупреждение поглощений при бурении пластов, осложненных аномально низким пластовым давлением // Ньютоновские системы в нефтегазовой отрасли: матер. Междунар. науч. конф., посвященной 85-летию юбилею акад. Азада Халил оглы Мирзаджанзаде. 21–22 ноября 2013 г. Баку, 2013. С. 207–209.
8. Пеньков А. И., Филиппов Е. Ф., Никитин Б. А. Методы регламентирования свойств буровых растворов для горизонтальных скважин // Вопросы промывки скважин с горизонтальными участками ствола: сб. тр. ин-та ОАО НПО «Бурение». 1998. Вып. 5. С. 9–15.
9. Мыслюк М. А., Салыжин Ю. М., Богославец В. В., Лубан Ю. В. Применение биполимерной системы «Биокар» для вскрытия низкопроницаемых, продуктивных пластов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2014. № 3. С. 35–39.
10. Browning W. C., Chesser B. G. Polymer polyelectrolyte drilling fluid system // Petrol Technology. 1972. October. P. 1255–1263.
11. Ivan C. D., et al. Chemical and physical characterization of aphron-based drilling fluids. Proc. SPE Annual Techn. Conf. and Exhibition, September 29–October 2. San Antonio, Texas, 2001.
12. Гош У., Брайен А. Батлер, Майк Ф. Адкинз, Джо Р. Марфи. Выбор композиции бурового раствора для вскрытия продуктивного пласта, обеспечивающего высокий дебит глубоководной, горизонтальной скважины // Нефтегазовые технологии. 2002. № 6. С. 32–36.

Поступила в редакцию 11 мая 2018 года

Расулов С. Р., Мамедов А. С., Зейналов Н. Э. Использование поверхностно-активных веществ при бурении скважин в истощенных пластах // Известия вузов. Горный журнал. 2018. № 7. С. 21–27.

#### Сведения об авторах:

**Расулов Сакит Рауф оглы** – доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой промышленной безопасности и охраны труда Азербайджанского государственного университета нефти и промышленности. E-mail: rasulovsakit@gmail.com

**Мамедов Анар Сиясет оглы** – доцент кафедры промышленной безопасности и охраны труда Азербайджанского государственного университета нефти и промышленности. E-mail: anar209@mail.ru

**Зейналов Наиб Эйнал оглы** – доктор технических наук, профессор кафедры промышленной безопасности и охраны труда Азербайджанского государственного университета нефти и промышленности. E-mail: zeinalov.naib@mail.ru

### SURFACE-ACTIVE SUBSTANCES APPLICATION WHEN DRILLING WELLS IN DEPLETED LAYERS

Rasulov S. R.<sup>1</sup>, Mamedov A. S.<sup>1</sup>, Zeinalov N. E.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Azerbaijan State Oil and Industry University, Baku, Azerbaijan.

**Research aim.** Development and examination of basic indices of a special drilling fluid containing microbubbles to protect from absorption when drilling depleted layers with abnormally low reservoir pressure is a basic aim of the work under consideration.

**Research methodology.** The solutions have been prepared according to RD 39–00147001–773–2004 “Control Methods for Drilling Fluid Parameters”.

**Results.** The researches fulfilled show that the density of the developed new type of a drilling fluid is controlled within a wide range and possesses high inhibitory property.

**Analysis and discussion.** It has been shown that in order to recover the remaining 60% of the total oil resources, new wells should be drilled. As long as old areas possess depleted oil beds, fluid adsorption, sometimes total, takes place. In order to drill wells in such beds, on the basis of the local raw material a drilling fluid has been developed for the first time in the republic, containing microbubbles which have made it possible to cut the fluid density up to 700 kg/m<sup>3</sup>.

**Results application area.** The developed drilling fluid can be applied when drilling layers with large fissures, caverns, and high permeability. Fluid possesses high retentivity and transport properties. These indices are highly effective when drilling horizontal wells. It should be noted that production activity of an oil enterprise is inevitably connected with technogenic impact of mining technological processes on the natural environment elements. Therefore the problems of environmental protection are of great importance for the branch. Drilling fluid for protection against the absorptions at drilling depleted layers containing microbubbles is ecologically clear.

**Conclusions.** The recipe has been worked out for a drilling fluid containing microbubbles to drill wells at depleted layers apt to absorption.

**Key words:** drilling fluid; microbubbles; absorption; well; depleted layer; abnormal reservoir pressure.

DOI: 10.21440/0536-1028-2018-7-21-27

#### REFERENCES

1. Iusifzade X. B. [Modern state of oil and gas industry of Azerbaijan and their prospects]. *Azerbaijdzhanskoe neftianoe khoziaistvo – Azerbaijan Oil Industry*, 2016, no. 1, pp. 3–9. (In Russ.)
2. Ismailov Sh. I., Ismailov F. A. [Development of diagnostic and complex characteristics of absorptions at Balakhny deposit]. *Azerbaijdzhanskoe neftianoe khoziaistvo – Azerbaijan Oil Industry*, 2000, no. 3, pp. 19–23. (In Russ.)
3. Turitsyna M. V., Kovalev A. V., Morozov V. A., Teleev G. Iu., Chernobrovin E. V., Shcherbakov A. A. [Gas-liquid washover mixtures for the primary opening of productive layers in conditions of abnormally low reservoir pressure]. *Neftianoe khoziaistvo – Oil Industry*, 2012, no. 9, pp. 58–59. (In Russ.)
4. Uait K. K., Chester A. P., Aivek K. D., Tal'berg L. F. [Drilling fluid based on aphrons: a new method of depleted layers drilling-out]. *Neftegazovye tekhnologii – Oil and Gas Technology*, 2005, no. 7, pp. 14–23. (In Russ.)
5. Gil'mutdinov B. R., Antipin Iu. V., Shakrislamov A. G. [The use of foam inhibitory compositions when preventing the troubles in the wells of Arlansky deposit]. *Neftianoe khoziaistvo – Oil Industry*, 2009, no. 1, pp. 66–68. (In Russ.)
6. Sebba T. P. Foats and biliquid foams-aphrons. John Niley sons ltd., 1987.
7. Rasulov S. R., Mamedov A. S., Tatlyev H. S., Zeinalov N. E. [Absorption prevention when drilling the layers with abnormally low reservoir pressure. Proceedings of Internat. Sci. Conf. Devoted to the 85th Anniversary of Acad. Azad Khalil Ogly Mirzadzhanzade of 21st – 22nd November, 2013 “Newton Systems in Oil and Gas Industry”]. Baku, 2013, pp. 207–209. (In Russ.)
8. Pen'kov A. I., Filippov E. F., Nikitin B. A. [Methods of regulating the properties of drilling fluids for horizontal wells. Proc. of OAO NPO Burenie “Problems of flushing the wells with horizontal borehole sections”]. 1998, issue 5, pp. 9–15. (In Russ.)
9. Mysliuk M. A., Salyzhin Iu. M., Bogoslavets V. V., Luban Iu. V. [The use of Biokar biopolymer system for low-permeability and productive layers stripping]. *Stroitel'stvo neftianykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more – Construction of Oil and Gas Wells by Land and by Sea*, 2014, no. 3, pp. 35–39. (In Russ.)
10. Browning W. C., Chesser B. G. Polymer polyelectrolyte drilling fluid system. *Petrol Technology*, 1972, October, pp. 1255–1263.
11. Ivan C. D., et al. Chemical and physical characterization of aphron-based drilling fluids. Proc. SPE Annual Techn. Conf. and Exhibition, September 29 – October 2, 2001. San Antonio, Texas.
12. Gosh U., Braien A., Batler, Maik F. Adkinz, Dzho R. Marti. [Selecting the composition of a drilling fluid for productive layer stripping, which provides high production rate of a deepwater horizontal well]. *Neftegazovye tekhnologii – Oil and Gas Technology*. 2002, no. 6, pp. 32–36. (In Russ.)

#### Information about authors

**Rasulov Sakit Rauf ogly** – Doctor of Engineering Science, Professor, Head of the Department of Occupational Health and Safety, Azerbaijan State Oil and Industry University. E-mail: rasulovsakit@gmail.com

**Mamedov Anar Siiaset ogly** – PhD student of the Department of Occupational Health and Safety, Azerbaijan State Oil and Industry University. E-mail: anar209@mail.ru

**Zeinalov Naib Einal ogly** – Doctor of Engineering Science, professor of the Department of Occupational Health and Safety, Azerbaijan State Oil and Industry University. E-mail: zeynalov.naib@mail.ru